# Capítulo 4

# Serviços de Sistema

## 4.1 - Considerações Gerais

A literatura especializada evidencia que o grau de harmonização relativo à definição de Serviços de Sistema é reduzido, bem como no que se refere aos serviços ou produtos que se incluem nesta categoria [31]. De acordo com a referência [32], os Serviços de Sistema correspondem a um conjunto de serviços separados da produção de energia e são fundamentais para assegurar o funcionamento do sistema elétrico em condições de segurança. Estes serviços contribuem também para um aumento dos índices de fiabilidade associados ao SEE.

Uma outra referência contém a definição da *Federal Electricity Regulatory Comission* – FERC, indicando que os Serviços de Sistema são os serviços necessários à transmissão de energia elétrica desde o vendedor até ao comprador, dadas as obrigações de cada área de controlo e da transmissão nessas mesmas áreas, para manter a fiabilidade das operações entre sistemas elétricos interligados [33].

Os serviços relativos às reservas de potência ativa são tipicamente divididos de acordo com o tempo ao fim do qual se encontram disponíveis. Assim, originam reservas primárias ou de controlo de carga-frequência, reservas secundárias associadas ao sistema de *Automatic Generation Control*- AGC, e reservas terciárias.

Ao longo deste capítulo tratar-se-á, em primeira instância, dos principais critérios utilizados pela ENTSO-E relativos aos serviços de sistema, nomeadamente, associados às reservas primárias, secundárias e terciárias. Seguidamente, ir-se-á detalhar os serviços de sistema utilizados no MIBEL, nomeadamente os referidos anteriormente a ainda os serviços associados à solução de restrições técnicas, controlo de tensão e reposição de serviço. Por fim, mencionar-se-á a harmonização dos Serviços de Sistema no MIBEL.

## 4.2 - UCTE/ENTSO-E

A antiga *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*- UCTE, extinta a 1 de Julho de 2009 para passar a ser representada pela ENTSO-E- *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, definiu originalmente diversos critérios relativos aos serviços de reservas, nomeadamente associados às reservas primária, secundária e terciária.

Um dos critérios diz respeito à sequência de ativação destas três reservas, após a ocorrência de um incidente que origine um desvio de frequência. Este critério encontra-se representado na Figura 4.1.
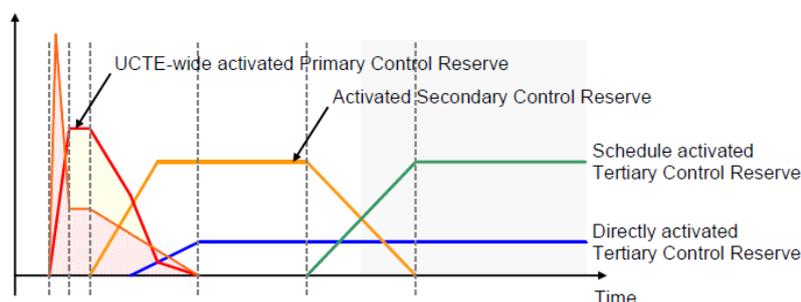
**Figura 4.1** - Ativação das reservas após uma perturbação [34].

Tal como se pode verificar pela Figura anterior, as reservas primárias são ativadas no espaço de alguns segundos após o incidente e são tipicamente insuficientes para trazer a frequência de volta para o valor nominal. Neste contexto, as reservas secundárias são, em seguida, ativadas pelo AGC, alguns minutos após a ocorrência do incidente, de modo a retornar a frequência para o seu valor nominal e manter, nos valores previstos, os trânsitos de potência em linhas de interligação ou outras com grande relevância. Finalmente, são ativadas as reservas terciárias com o objetivo de substituir e complementar as reservas secundárias. De notar que a ativação destas reservas pode ainda exigir a alteração do ponto de funcionamento de alguns geradores que já se encontrem em operação [31].

O outro critério diz respeito ao desvio mínimo de frequência a partir do qual, é necessário ativar as reservas primárias e ainda a quantidade de potência atribuída a cada uma das reservas mencionadas anteriormente. De acordo com a referência [34], após um incidente, o controlo primário é ativado pelos reguladores de velocidade dos geradores antes do desvio de frequência exceder 20 mHz em relação ao valor nominal. O valor máximo admissível do desvio de frequência corresponde a 200 mHz na ausência de qualquer mecanismo de regulação da carga. Na eventualidade deste desvio se verificar, deverá originar a ativação da totalidade das reservas primárias existentes no sistema. Ainda de acordo com esta referência, a reserva total prevista na área da UCTE é de 3000 MW e é definida como o desvio de

potência associado a um incidente de referência [31]. Esta potência de reserva é, em seguida, alocada pelas diversas áreas de controlo através da expressão (4.1).

$$P_{prim,i} = \frac{E_i}{E_{total}} \times P_{prim,total} \tag{4.1}$$

Nesta expressão:

- $P_{prim,i}$ é a potência de reserva primária atribuída à área i;
- $E_i$ é energia total produzida na área i;
- $E_{total}$ é a energia total produzida no conjunto das áreas de controlo envolvidas;
- $P_{prim,total}$ é a potência associada ao incidente de referência.

Relativamente às reservas secundárias, a sua ativação é efetuada através do AGC de cada área de controlo. Este sistema envia automaticamente informação sobre novos pontos de operação dos geradores participantes, de acordo com o seu nível de contribuição para trazer a frequência de volta para o valor nominal de 50 Hz e para alterar o valor do trânsito de potência nas linhas principais do sistema para os valores previstos. De acordo com as recomendações da UCTE (atualmente ENTSO-E), o valor da potência da reserva secundária é definido pela expressão (4.2).

$$P_{sec,i} = \sqrt{a \times L_{max,i} + b^2} - b \tag{4.2}$$

Nesta expressão:

- $P_{sec,i}$ é a potência de reserva secundária;
- $a$ e b são coeficientes fixados empiricamente. Normalmente correspondem a 10 MW e 150 MW respetivamente;
- $L_{max,i}$ é o valor de pico da potência de carga na área i.

Finalmente, o valor da reserva de potência terciária em cada área de controlo deverá cobrir a mais elevada perda de potência esperada no sistema e deverá encontrar-se disponível num período que varia de país mas que, com frequência, se encontra fixado em minutos [31]

## 4.3 - Os Serviços de Sistema no MIBEL

A restruturação do sistema elétrico Português iniciada em 1995 levou à criação do TSO, REN SA, no ano 2000. Antes, em 1996 havia sido publicada a lei que viria a permitir a criação do *Day-Ahead Market* e a extensão da elegibilidade a todos os consumidores. Assim, os

geradores são classificados como funcionando em regime normal ou em regime especial. Estes últimos englobam todo o tipo de geração proveniente da energia eólica ou solar e ainda mini-hídricas com potência inferior a 10 MVA e centrais de cogeração e encontram-se ao abrigo de um regime legal próprio. Este regime legal tem por base o facto de toda a energia produzida em regime especial ter que ser despachada e, assim, não necessitar de ir a Mercado. Assim, as centrais a produzirem neste regime são pagas através de tarifas criadas para o efeito, a partir de 1998 [35].

Em Espanha, desde o dia 1 de Janeiro de 1998 que o sistema elétrico inclui um *Day-Ahead Market* que é gerido pelo Operador de Mercado e ainda a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais. Tal como mencionado anteriormente, cabe ao TSO avaliar a viabilidade técnica do conjunto contratos/despachos para o dia seguinte. O TSO tem ainda como função a contratação dos níveis necessários de serviços de sistema e a gestão da operação do Sistema elétrico em tempo real. No sistema Espanhol, a geração pode ser classificada, tal como no Sistema Português, em regime normal ou em regime especial. Neste último, cabe ao gerador decidir se é remunerado através de uma tarifa criada para o efeito ou se é remunerado ao preço de Mercado acrescido de um prémio por se tratar de um gerador em regime especial [35].

Após a criação do MIBEL, cada um dos dois países envolvidos, manteve a sua área de controlo. Cada uma destas áreas encontra-se subdividida em diversas áreas de balanço para monitorizar os valores produzidos pelos geradores em relação aos valores previstos ou determinados em mercados ou associados a contratos bilaterais. Os serviços de sistema são geridos pelos dois TSO, nomeadamente a REN em Portugal e a REE em Espanha, em termos dos níveis requeridos e da sua contratação e os códigos de exploração dos sistemas dos dois países especificam os serviços de sistema considerados [31].

### 4.3.1 - Solução de Restrições Técnicas

Uma restrição técnica é definida como qualquer limitação devida à situação de exploração da rede ou do sistema e que impede que a energia elétrica seja fornecida aos consumidores de acordo com os critérios de segurança e de fiabilidade especificados para a exploração do sistema [36]. Por exemplo, em relação a situações de congestionamento em linhas de interligação entre Portugal e Espanha, as regras de funcionamento do MIBEL determinam a utilização do mecanismo do *Market Splitting* dando origem a diferenças de preços de mercados nas duas áreas interligadas. Por outro lado, se ocorrerem situações de congestionamento internas aos sistemas elétricos de Portugal ou de Espanha, cada TSO deverá aceitar ofertas a submeter tipicamente até às 11h de cada dia apresentadas por geradores que aceitem alterar os valores de produção que tenham sido inicialmente atribuídos. Utilizando estas propostas de incremento ou de decremento, cada TSO identifica

a estratégia mais adequada para verificar as diversas restrições técnicas que se encontrem ativas de modo a atingir o custo mínimo de redespacho e de modo a preservar a fiabilidade e a segurança de exploração do sistema [31].

### 4.3.2 - Reserva Primária

A reserva primária está associada à resposta automática local das unidades produtoras, dotadas de reguladores de velocidade adequados que tenham a capacidade de reagir a variações de frequência. Grandes desvios na frequência causados por excesso de produção podem levar à saída de serviço de todos os geradores, levando assim à falta de capacidade de alimentar as cargas existentes no sistema. Por outro lado, uma redução da produção pode levar a uma redução da frequência, caso a carga a alimentar se mantenha [37]. Assim, o objetivo da reserva primária é manter a frequência dentro dos limites admissíveis e, sempre que existe um desequilíbrio entre a produção e a carga, a reserva deve ser acionada [38]. De acordo com a referência [36], a banda máxima admissível de variação de frequência é de 10 mHZ e a totalidade da potência de reserva primária deverá ser ativada para desvios de frequência superiores a 200 mHZ.

Em Portugal, a ativação da reserva primária é realizada no máximo ao fim de 15 segundos para perturbações que originem desvios de frequência inferiores a 100 mHZ e aumenta de forma linear de 15 a 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz [36].

Em ambos os países, este é um serviço obrigatório, não remunerado fornecido por geradores que deverão fornecer uma banda de regulação de, pelo menos, 5% da sua potência produzida [36].

### 4.3.3 - Reserva Secundária

Na sequência de uma perturbação que tenha originado uma redução de frequência, o aumento da produção combinada com a redução da carga dependente da frequência vai estabilizar o sistema numa frequência que será ligeiramente inferior à nominal. Para prevenir fluxos de potência imprevistos, assim como outros desequilíbrios, existe a reserva secundária. Esta reserva está associada a um controlo zonal da frequência e a um intercâmbio de potência entre áreas e tem como objetivo fazer com que o sistema regresse à frequência nominal. Este controlo é normalmente realizado por telerregulação através do AGC de cada área de controlo, sendo realizado pelo Operador de Sistema da área onde existe desequilíbrio [38]. De acordo com a referência [36], em Portugal o controlo secundário é ativado em não mais do que 30 segundos após a ocorrência da perturbação e a sua entrada em operação deverá estar completa em não mais do que 15 minutos.

As potências associadas à reserva secundária em Portugal e em Espanha são contratadas separadamente em cada país por ativação de mercados específicos. Em Portugal, o TSO comunica até às 13 horas do dia anterior o requisito de reserva secundária e os geradores enviam propostas de venda incluindo reservas de regulação secundária a subir e a descer (MW) e o preço da banda de regulação secundária (€/MW). O TSO contrata a potência de reserva secundária ordenando as propostas submetidas por ordem crescente dos seus preços e o preço da potência de reserva secundária corresponde ao preço da última proposta aceite. No caso de ocorrer uma perturbação, a energia utilizada dentro desta banda, é denominada energia de regulação secundária (€/MWh) e é paga de acordo com o preço da energia de regulação terciária obtido para a hora correspondente no mercado de reserva de regulação terciária respetivo. Assim, verifica-se que para a hora h, em relação à reserva secundária, o gerador recebe uma remuneração que resulta da aplicação da expressão (4.3).

$$\begin{aligned} RGerador_{h=h} &= TermoDisponibilidade_{h=h} + TermoUtilização_{h=h} \\ &= \left[ (BandaSec_{Subir}{}^{h} + BandSec_{Descer}{}^{h}) \times P_{Marginal}{}^{h} \right] \\ &+ \left[ EnergiaSec_{Subir}{}^{h} \times PTer_{Subir}{}^{h} + EnergiaSec_{Descer}{}^{h} \times PTer_{Descer}{}^{h} \right] \end{aligned} \tag{4.3}$$

Nesta expressão:

- $BandaSec_{Subir}{}^{h}$ é a potência de reserva de regulação secundária a subir, na hora h, aceite no mercado, em MW;
- $BandSec_{Descer}{}^{h}$ é a potência de reserva de regulação secundária a descer, na hora h, aceite no mercado, em MW;
- $P_{Marginal}{}^{h}$ é o preço da banda de reserva de regulação secundária, obtido no Mercado para a hora h, em €/MW;
- $EnergiaSec_{Subir}{}^{h}$ é a energia de reserva secundária a subir, mobilizada pelo TSO na hora h, em MWh;
- $PTer_{Subir}{}^{h}$ é o preço da energia de reserva terciária a subir, na hora h, em €/MWh;
- $EnergiaSec_{Descer}{}^{h}$ é a energia de reserva secundária a descer, mobilizada pelo TSO na hora h, em MWh;
- $PTer_{Descer}{}^{h}$ é o preço da energia de reserva terciária a descer, na hora h, em €/MWh.

Assim, pela expressão anterior facilmente se verifica que a reserva secundária é paga por dois termos. O primeiro corresponde ao termo de disponibilidade e envolve o pagamento da banda de reserva de regulação secundária ao preço da última proposta de banda de reserva secundária que foi aceite, para uma determinada hora. O segundo termo corresponde ao pagamento da energia de reserva secundária que foi mobilizada dentro dessa banda. Esta

energia, por seu turno, é paga ao preço da energia de reserva terciária que foi mobilizada nessa mesma hora [31].

Tanto em Portugal como em Espanha, este serviço não é obrigatório mas é remunerado da forma explicitada anteriormente.

### 4.3.4 - Reserva Terciária

O controlo terciário suplementa e substitui a reserva secundária e é contratado de acordo com a perda de capacidade de produção mais elevada que o sistema poderá ter que suportar. No MIBEL, a reserva terciária é contratada em mercados específicos com âmbito nacional. Para cada hora do próximo dia, cada TSO determina o valor necessário da reserva terciária correspondente à capacidade de produção mais elevada que poderá sair de serviço devido a uma contingência simples aumentada de 2% da carga prevista para esse período [31].

Após encerrar o mercado da reserva secundária, cada TSO ativa um mercado para contratação de potência de reserva terciária, tipicamente, das 18 às 21 horas. As propostas de potência de reserva terciária deverão ser apresentadas por geradores com capacidade para fornecer potência no máximo após 15 minutos depois do incidente deste que consigam manter o fornecimento desse serviço durante, pelo menos, duas horas consecutivas. Estas propostas incluem reservas para subir e para descer, em MW, interpretadas como os valores mais elevados de variações para subir e para descer a produção de um gerador no máximo ao fim de 15 minutos e ainda o preço da energia correspondente em €/MWh. A energia utilizada é valorizada ao preço marginal da última proposta aceite para regulação a subir e a descer.

Em ambos os países, este serviço é complementar, pelo que não é obrigatório, mas é remunerado tal como referido anteriormente.

### 4.3.5 - Controlo de Tensão

O serviço de controlo de tensão tem como objetivo controlar os fluxos de potência reativa, de modo a que o sistema opere dentro de limites aceitáveis de tensão. Assim, este serviço tem a capacidade de produzir energia reativa para resolver situações em que o nível de tensão é baixo e tem a capacidade de absorver energia reativa em situações em que o nível de tensão é elevado. Em ambas as situações, este serviço funciona de forma dinâmica e contínua de modo a evitar variações bruscas de tensão [39]. Os fluxos de potência reativa podem dar origem a importantes variações de tensão em todo o sistema, sendo por isso necessário manter um equilíbrio entre as fontes de potência reativa e de produção na área de controlo. Ao contrário da frequência do sistema, que é consistente ao longo de todo o sistema, a potência reativa tem uma natureza local, pelo que é distribuída por toda a rede.

Existem diversos equipamentos que podem ser utilizados no fornecimento deste serviço. Entre eles destacam-se os geradores, os compensadores síncronos, transformadores com tomadas, baterias de condensadores, entre outros. Estes equipamentos diferem nas suas caraterísticas, nomeadamente, no tempo de reação, na sua capacidade de suportar alterações de tensão e nos custos de operação e de investimento. Assim, a escolha do equipamento está relacionada com a natureza da carga a compensar e com o tempo de reação requerido. Por outro lado, a escolha do equipamento estará também relacionada com os custos a ele associado. Normalmente os principais custos associados a este serviço, correspondem aos custos de investimento, operação, manutenção, depreciação e aos custos de oportunidade.

Em Portugal, o controlo de tensão corresponde a um serviço obrigatório não remunerado fornecido por equipamentos instalados ao longo da rede, incluindo geradores e equipamentos instalados nas redes de transporte e de distribuição. Segundo a referência [36], o TSO deverá explorar os sistemas verificando os limites de tensão nos nós da rede, para a operação em condições normais, para as contingência N-1 bem como para um conjunto de contingências envolvendo linhas duplas e a saída de serviço sequencial do gerador com capacidade mais elevada de uma área de balanço e de uma linha da mesma área [36]. Assim cabe ao TSO monitorizar, em tempo real, o valor das tensões nos nós da rede e operar os diversos equipamentos mencionados anteriormente, de modo a manter o valor das tensões nodais dentro das gamas especificadas. As quantidades necessárias para manter a qualidade e segurança do serviço são definidas através de estudos de *Optimal Power Flow*- OPF, realizados pelo TSO.

Em Espanha, o controlo de tensão incluiu um termo obrigatório e não remunerado juntamente com um termo pago de acordo com a avaliação do seu comportamento. O termo obrigatório é utilizado dada a relevância do controlo de tensão para a manutenção da segurança e da fiabilidade do sistema. O TSO Espanhol define o valor de potência reativa obrigatória bem como o montante que poderá ser oferecido ao TSO. Se for aceite pelo TSO, é pago a um preço fixo. De qualquer forma, diversas informações sugerem que até agora o TSO Espanhol não tem utilizado o mecanismo de mercado contemplado na regulamentação Espanhola, pelo que o controlo de tensão é realizado utilizando o termo obrigatório não remunerado [32].

### 4.3.6 - Reposição de Serviço

A reposição de serviço, também denominada *black start*, é um serviço que consiste na capacidade de uma unidade produtora passar de uma condição de não operacionalidade, para uma condição de operacionalidade sem recorrer à rede elétrica ou a qualquer outra fonte de

energia externa. Normalmente, é utlizado um pequeno gerador auxiliar como por exemplo, uma pequena turbina a gás ou um gerador *diesel*. Quando este gerador arranca, é usual utilizá-lo para re-energizar parte da rede local e, deste modo, continuar progressivamente até todo o sistema se encontrar de novo interligado. Assim, os geradores capazes de fornecer este tipo de serviço devem estar dispersos por todo o sistema, de modo a terem a capacidade de re-energizar todo o sistema progressivamente após um possível *black out*. Por outro lado, estes geradores têm ainda que ter a capacidade de consumir e produzir potência reativa, de modo a controlar o perfil de tensão durante o processo de reposição do serviço.

Os principais custos associados a este tipo de serviço estão relacionados com o investimento em equipamentos e a respetiva operação e manutenção. Não obstante, há também custos associados ao funcionamento da rede de transmissão durante a reposição de serviço do sistema e ainda custos associados às perdas no sistema.

O serviço de *black start* é não remunerado quer em Portugal quer em Espanha. Ambos os TSO's definem planos a ser seguidos em caso de ocorrerem contingências bem como planos de reposição de serviço no caso de ocorrerem *black out's*. Tal como se encontra detalhado em [21], o objetivo principal dos planos de reposição de serviço consiste em repor o fornecimento de energia elétrica de uma forma ordenada, segura e o mais rapidamente possível. Estes planos são preparados em colaboração entre os dois TSO's de modo a re-energizar o sistema ibérico tão depressa quanto possível.

## 4.4 - Harmonização dos Serviços de Sistema no MIBEL

A gestão dos Serviços de Sistema é um fator decisivo para o correto funcionamento dos mercados de eletricidade na Europa. Por isso, uma maior harmonização e convergência entre estes serviços possibilitará um funcionamento mais eficiente com benefícios que se irão refletir no serviço prestado aos consumidores.

Os Serviços de Sistema que correspondem às reservas primária e secundária não são considerados na questão da harmonização e convergência devido à sua natureza complexa. Torna-se mais vantajoso do ponto de vista económico que se desenvolvam mecanismos de troca de reserva terciária para intervalos de tempo entre o dia anterior e alguns minutos antes do tempo real, ou seja, antes da ação dos dispositivos automáticos [40].

Em Portugal e em Espanha, os Serviços de Sistema atualmente em funcionamento, apresentam algumas diferenças. Do lado Espanhol, o Mercado de Serviços de Sistema encontra-se em funcionamento desde 1998, enquanto do lado Português entrou em funcionamento apenas a 1 de Julho de 2007, ao mesmo tempo que o MIBEL. Por isso, é

normal que em Espanha estes serviços se encontrem plenamente estabilizados e implementados, fruto da experiência acumulada nos diversos anos de funcionamento. Por outro lado, em Portugal o funcionamento de mercados para contratar estes serviços ainda é muito recente e, como tal, o mercado associado a estes serviços e as regras associadas à utilização dos mesmos ainda se encontram em desenvolvimento [2].

A harmonização dos Serviços de Sistema de Portugal e de Espanha foi considerada essencial para o bom funcionamento do sistema, em virtude dos benefícios que advêm desta harmonização. Entre esses benefícios, destacam-se uma maior segurança de abastecimento, a utilização de recursos de reserva em ambiente competitivo e também a diminuição das situações de congestionamentos que, tal como referido anteriormente, levam à necessidade de ativar o mecanismo de *Market Splitting* que faz com que o preço em Portugal e em Espanha difira. Assim, com a harmonização dos Serviços de Sistema, pretende-se que o MIBEL tenha um funcionamento mais eficiente contribuindo para uma melhoria dos níveis de fiabilidade, segurança e qualidade do sistema [2].

De forma a procurar uma solução para harmonizar os Serviços de Sistema no MIBEL, foi solicitado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL que os operadores de Sistema de Portugal e de Espanha apresentassem uma proposta de harmonização e integração dos Mercados Ibéricos de Serviços de Sistema no final de 2007. Assim na sequência desta solicitação, os Operadores de Sistema dos dois países apresentaram, em Fevereiro de 2008, ao Conselho de Reguladores do MIBEL, um documento no qual identificavam soluções baseadas nos seguintes modelos:

- Modelo 1- Troca de serviços entre Operadores de Sistema;
- Modelo 2- Agentes que operam em diversos mercados em simultâneo;
- Modelo 3- Mercado Integrado [2].

Dentro destas soluções, os Operadores de Sistema propuseram-se a concretizar o Modelo 1. Neste Modelo, é estabelecida uma relação direta entre Operadores de Sistema de diferentes áreas de controlo, envolvendo a realização de contratos de aquisição de reserva. Cada operador é responsável pelo equilíbrio da respetiva área e por efetuar as trocas de Serviços de Sistema com outros operadores, ficando a cargo de cada operador das diferentes áreas a responsabilidade de definir o preço e as condições de oferta a operadores vizinhos. Neste modelo, a aquisição das reservas provenientes da área vizinha é baseada exclusivamente no pagamento de energia. Portanto, a condição essencial para que as trocas de Serviços de Sistema possam ocorrer, é a existência de capacidade de interligação livre após as trocas entre agentes das diferentes áreas estabelecidas no Mercado Diário e no Mercado Intradiário. A título de curiosidade, este modelo encontra-se implementado na fronteira entre a França e o Reino Unido, cujos TSO's são respetivamente, a *Réseau de Transport d'Electricité*- RTE e a *National Grid Company*- NGC. A capacidade de interligação

entre estes dois países é de 2000 MW e esta interligação é realizada através de um cabo submarino [41].

A implementação deste modelo, no âmbito do MIBEL, foi dividida em três fases:

- Fase I - Elaboração e celebração de um acordo de intercâmbio de apoio entre sistemas com a finalidade de manter as condições de qualidade de abastecimento;
- Fase II - Oferta de Serviços de Sistema apresentada por cada operador da rede de transporte vizinha para ser mobilizada quando estiver esgotada a capacidade disponível do próprio sistema;
- Fase III - Oferta de Serviços de Sistema apresentada por cada TSO ao TSO vizinho, sendo incorporada na curva de ofertas em concorrência com as ofertas desse sistema nas condições de transparência e não discriminação estabelecidas previamente [30].

No final de 2008, a REN e a REE concluíram a Fase I do plano de implementação e apresentaram o acordo conjunto para o estabelecimento de intercâmbios de apoio entre os dois sistemas. Nesse acordo foi estabelecido que o pedido de intercâmbio de apoio ao sistema elétrico vizinho é uma solução a ter em conta, somente em último recurso. Como tal, esta solução poderá ser utilizada quando o Operador do Sistema que solicita o apoio já tenha utilizado todos os restantes meios à sua disposição, inclusive a redução da capacidade de exportação. Salvo em casos excecionais, a programação dos intercâmbios de apoio não afetará os programas de interligação estabelecidos previamente. A energia de apoio fornecida será valorizada a um preço que resulta do máximo entre o preço instrumental do Mercado Diário e o preço médio horário das energias de regulação e balanço utilizadas no sistema que presta apoio.

Posteriormente, em Fevereiro de 2011, a REN e a REE fizeram uma apresentação conjunta na reunião do Comité Técnico do MIBEL em que foi proposto o alargamento da harmonização e coordenação de trabalhos não só à interligação luso-espanhola mas, também, à interligação Franco-Espanhola, o que implicaria o envolvimento da RTE no processo. Nesse sentido, propõem a utilização da plataforma de intercâmbio de Serviços de Sistema já utilizada entre a RTE e a *National Grid*, a plataforma BALIT, na interligação entre a França e o Reino Unido, implicando o adiamento da Fase II do processo para o 3º trimestre de 2012 nas duas interligações e prevendo o mercado regional de Serviços de Sistema para finais de 2014. Segundo os TSO's de Portugal e de Espanha, a vantagem desta solução reside no facto da

plataforma BALIT constituir o caminho para a implementação de uma solução multi-TSO para o intercâmbio entre os sistemas elétricos na Europa [30].

No futuro, estão previstos os seguintes desenvolvimentos:

- Desenvolvimento das interligações entre Espanha e França;
- Mercados de Serviços de Sistema dinâmicos e procedimentos harmonizados de apoio mútuo entre sistemas elétricos na gestão da operação em tempo real;
- Concretização das medidas estabelecidas no 3º Pacote de Legislação Europeia sobre energia e posterior aprofundamento;
- Concretização da política Europeia de Energia e do Mercado interno Europeu de eletricidade [30].